

Document thématique 43: Couplage des secteurs

22.10.2019

Message

- Le couplage des secteurs peut contribuer à œuvrer en faveur de la décarbonisation en remplaçant les agents énergétiques fossiles mobilisés pour le chauffage des bâtiments (pétrole, gaz) et la mobilité (essence, diesel) par de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Pour cela, une transformation des réseaux électriques existants peut être nécessaire. Les coûts de cette transformation ne sont pas négligeables et doivent être pris en considération.
- La décarbonisation de la mobilité et du chauffage entraînera une augmentation de la consommation d'électricité, notamment en hiver. La dépendance vis-à-vis des importations s'en trouvera également renforcée pendant la saison froide, à défaut de mesures adaptées (amélioration de l'efficacité, hausse de la production hivernale, dispositifs de stockage saisonniers).
- La décarbonisation de la mobilité et du chauffage peut engendrer des charges supplémentaires et d'éventuelles congestions, notamment sur les niveaux de réseau inférieurs du réseau électrique (stations transformatrices et réseau de distribution basse tension).
- Dans un futur proche, le couplage des secteurs ne contribue que de façon limitée à la compensation des creux hivernaux ou à la réduction de la dépendance vis-à-vis des autres pays. Cela s'explique par la rentabilité actuellement insuffisante du «power-to-X» et par le manque de possibilités de stockage saisonnier du gaz en Suisse.
- Pour assurer l'approvisionnement durant le semestre hivernal, il est nécessaire de mettre au point une solution combinant développement de la production domestique, sécurisation des importations, couplage des secteurs et mesures d'économie d'énergie.
- Le couplage des secteurs participe à l'intégration des énergies renouvelables, telles que l'éolien ou le photovoltaïque, sur le réseau électrique, car il permet d'absorber, de transformer et éventuellement de réinjecter ultérieurement l'énergie excédentaire, et ce, rapidement. Au cours de ce processus, il est courant que des pertes surviennent au cours de la transformation et les variations de prix entre le moment de la production/du stockage et celui de la réinjection sur le réseau doivent être très élevées pour que la transformation et la reconversion en électricité puissent être rentables.
- La mise en œuvre du couplage des secteurs dans le cadre de modèles commerciaux adaptés au marché dépend fortement de la régulation et suppose des incitations appropriées pour éviter les distorsions. Cela est notamment valable pour la tarification du CO₂.
- Si le couplage des secteurs engendre une charge supplémentaire, les gestionnaires de réseau doivent obtenir une plus grande liberté tarifaire afin de favoriser un comportement des acteurs du marché axé sur les besoins du réseau.

Déduction/justification

1. Qu'est-ce que le couplage des secteurs?

Le couplage des secteurs désigne la liaison, du point de vue de la technique et de l'économie énergétique, entre les secteurs de l'électricité, du gaz, de la chaleur, de la mobilité, des processus industriels et des infrastructures correspondantes.

Le couplage des secteurs se subdivise en trois voies: premièrement, la substitution directe de l'électricité produite de manière renouvelable aux agents énergétiques fossiles, dans un objectif de décarbonisation. Il peut par exemple s'agir de remplacer les chauffages au fuel par des pompes à chaleur ou les moteurs à combustion par des véhicules électriques. Deuxièmement, la mise à disposition de carburants synthétiques fabriqués de manière renouvelable, tels que l'hydrogène, le méthane ou le kérosène, pour une utilisation dans les domaines de la mobilité et de la chaleur (p. ex. le power-to-gas). Troisièmement, la substitution de matières synthétiques produites de manière renouvelable aux substances de départ industrielles produites de manière fossile, telles que le méthanol ou l'ammoniaque. La transformation mutuelle des agents énergétiques, p. ex. via le power-to-X, fournit au système une flexibilité supplémentaire.

Le présent document thématique se concentre sur les points suivants: substitution du chauffage fossile, décarbonisation du secteur de la mobilité, ainsi que transformation et reconversion en électricité (power-to-X) pour la mise à disposition d'une flexibilité supplémentaire¹.

2. Conditions-cadre

La Stratégie énergétique 2050 (SE 2050) a pour objectifs le développement des énergies renouvelables et l'accroissement de l'efficacité énergétique. Aucune nouvelle autorisation-cadre ne pourra en outre être émise pour les centrales nucléaires. La sortie du nucléaire augmente considérablement la dépendance vis-à-vis des importations en hiver. D'après la Stratégie énergétique, les énergies renouvelables (hors grande hydraulique) devront représenter environ 11,4 TWh de la production en 2035. En 2017, la production à partir d'énergies renouvelables (hors grande hydraulique) s'élevait à 3,1 TWh². D'ici à 2035, la consommation d'énergie moyenne par personne doit être réduite de 43% par rapport à l'an 2000³, et celle d'électricité de 13%⁴.

En signant l'Accord de Paris sur le climat (COP21), la Suisse s'est engagée à réduire ses émissions de CO₂. D'ici à 2030, les émissions de gaz à effet de serre doivent diminuer de 50% par rapport à 1990. La Loi sur le CO₂ fait actuellement l'objet d'une révision complète et son entrée en vigueur est prévue le 1^{er} janvier 2021, notamment en vue de la mise en œuvre de l'Accord de Paris.

Le couplage des secteurs soutient la décarbonisation car les énergies renouvelables remplacent les énergies fossiles dans les différents secteurs. Si la part d'énergies renouvelables avec une production volatile s'accroît, les besoins en stockage et la flexibilité du système augmentent également. Grâce au couplage des secteurs, il est possible de flexibiliser la demande en électricité et d'exploiter les capacités de stockage de tous les agents énergétiques et de tous les réseaux.

¹ La concentration sur les secteurs de la mobilité et du chauffage est également fondée sur l'étude *Potenzialanalyse Power-to-Gas* de l'EMPA et du PSI (cf. Teske et al. 2019), parue récemment.

² (OFEN, 2017a)

³ (réduction entre 2000 et 2018 / -15,8%, OFEN, Statistique globale de l'énergie)

⁴ (réduction entre 2000 et 2018 / -7,1%, OFEN, Statistique de l'électricité)

3. Substitution du chauffage fossile

Une large partie des bâtiments en Suisse a été construite avant 1990⁵. À cette époque, les exigences relatives aux normes de construction énergétiques étaient beaucoup moins élevées qu'aujourd'hui. Un très grand nombre de bâtiments concernés devront être rénovés dans un avenir proche en raison de leur ancienneté. Grâce aux réglementations actuelles, comme le MoPEC⁶ 2014, la norme Minergie et les lois cantonales sur l'énergie désormais introduites successivement, la consommation d'énergie spécifique par unité d'habitation va continuer de baisser. La Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK) estime que tout juste 2% des bâtiments doivent être rénovés chaque année, toutes les rénovations n'étant pas de nature énergétique.

La consommation énergétique finale destinée au chauffage s'élevait en 2017 à environ 69 TWh⁷.

Depuis 1990, la consommation finale de pétrole extra-léger, principalement utilisé pour le chauffage, a quasiment diminué de moitié. Cette tendance va se poursuivre. En 2017, environ 21 TWh de pétrole extra-léger ont été utilisés pour le chauffage⁸.

À l'inverse, la consommation finale de gaz naturel a presque doublé au cours de la même période, les ménages représentant environ 40% du volume. Une part du gaz naturel consommé dans l'industrie est également utilisée pour le chauffage, mais son ampleur ne peut être déterminée d'après les statistiques de l'OFEN. On peut toutefois tabler sur le fait qu'environ 50% de la consommation finale de gaz en Suisse en 2017 (soit 16,5 TWh) sera destinée à des fins de chauffage⁹. Dans les années à venir, cette tendance sera contrée par la Stratégie énergétique 2050 et la décarbonisation visée.

3.1. Pompes à chaleur

Avec un taux de rénovation d'environ 2% par an (énergie consacrée au chauffage ambiant = 1,38 TWh), une réduction hypothétique du besoin en chauffage dans les nouveaux bâtiments de 40% et une part de 80% des pompes à chaleur utilisées comme nouvelle source de chauffage, l'augmentation annuelle potentielle d'énergie consommée par ces dernières s'élève à environ 0,65 TWh. Sur ce volume, environ 25% (soit 0,16 TWh ou 360 MW) seront nécessaires, principalement pendant le semestre d'hiver, sous forme d'énergie électrique et 75% (soit 0,49%) sous forme d'énergie naturelle.

3.2. Réseaux de chauffage à distance

La consommation finale pour le chauffage à distance s'élevait à environ 5,6 TWh en 2017, ce qui correspond à une part de 2,4% de la consommation totale¹⁰.

Aujourd'hui, la majeure partie de l'énergie primaire provient des déchets, du gaz naturel et du bois. À l'avenir, la part d'énergie naturelle traitée par les pompes à chaleur sera également accrue. La

⁵ (EnDK, 2014)

⁶ Modèle de prescriptions énergétiques des cantons

⁷ (OFEN, 2017b)

⁸ (OFEN, 2017b)

⁹ (OFEN, 2017b)

¹⁰ (OFEN, 2017b)

consommation électrique augmentera donc quelque peu, mais la part correspondante ne sera pas significative.

3.3. Dispositifs de stockage de chaleur

L'intérêt systémique du couplage des secteurs est augmenté par des dispositifs de stockage de chaleur supplémentaires, car cela permet d'accroître la flexibilité du système pour absorber la production fluctuante d'électricité issue de l'éolien et du solaire.

Les dispositifs saisonniers de stockage de chaleur peuvent être mis en place dans les eaux souterraines profondes, sous forme d'accumulateurs latents (p. ex. dispositifs de stockage de glace) ou d'accumulateurs sensibles (p. ex. grands réservoirs d'eau). Cependant, les possibilités de stockage dans les eaux souterraines profondes sont limitées en raison des exigences environnementales, telles que l'équilibre des bilans annuels et les limites des températures de soutirage et de réinjection. Les dispositifs de stockage de glace offrent des capacités limitées. L'ampleur du potentiel de stockage de chaleur saisonnier réalisable techniquement et économiquement reste à vérifier.

4. Décarbonisation du secteur de la mobilité

Jusqu'à présent, le secteur de la mobilité a été quasi exclusivement approvisionné par des carburants fossiles¹¹, au total 74 TWh pour le trafic routier. Il s'agit donc du secteur affichant la plus grande consommation d'énergie. Le développement des systèmes de propulsion alternatifs, comme le moteur électrique, est relativement récent.

La proportion de moteurs électriques dans la flotte de véhicules particuliers, qui s'élève actuellement à 10%, correspond à une consommation d'environ 1 TWh d'énergie électrique, soit 1,7% de la consommation électrique domestique. La consommation d'énergie va s'accroître sensiblement, sans toutefois atteindre un niveau critique, tant que le taux d'électrification reste en dessous des 10%. En revanche, le chargement de ces véhicules nécessitera une puissance électrique d'environ 2,3 GW¹². Si l'on ne recourt pas à une gestion de la charge intelligente et favorable au réseau au niveau des points de charge privés ou à une extension du réseau, notamment au niveau des stations transformatrices et sur le réseau de distribution basse tension, cela peut occasionner des congestions.

Sur le principe, les véhicules électriques peuvent également faire office de dispositifs de stockage d'énergie, soit en groupe, pour optimiser les charges réseau, soit en qualité de fournisseurs de services-système, soit à l'échelle individuelle, pour optimiser la consommation propre. Le flux de charge bidirectionnel constitue cependant une condition préalable; or celui-ci n'a pas encore rencontré de large diffusion. Si l'on part de l'hypothèse que les moteurs électriques représentent 10% parmi les véhicules particuliers et que la puissance disponible s'élève à 10 kW par véhicule, on atteint techniquement une puissance disponible à court terme totale d'environ 1 GW, ce qui correspond à la puissance d'une grande centrale de pompage-turbinage¹³. La part de la capacité technique pouvant être rendue disponible dépend de nombreux facteurs supplémentaires: densité des bornes de recharge, limites de capacité du système, comportement en termes de mobilité, facteurs économiques (coûts/rendement de l'utilisation) des dispositifs de stockage.

¹¹ Les transports publics ne font pas l'objet d'un examen dans le cadre du présent document.

¹² Déduction, voir 10.1

¹³ Déduction, voir 10.2

On peut retenir les points suivants:

- Les répercussions de l'électromobilité sur la consommation énergétique sont perceptibles, sans toutefois être critiques, mais elles accentueront le déficit de couverture saisonnier.
- À défaut d'une optimisation des processus de recharge, la puissance de charge requise pourrait rendre nécessaire une transformation des réseaux, notamment au niveau des stations de transformation et sur le réseau de distribution basse tension.
- En exploitant de façon appropriée l'intelligence de groupe, il est possible, grâce aux véhicules électriques raccordés au réseau, de mettre à disposition une puissance pour les prestations réseau, l'écêtement des pics ou les dispositifs de stockage en vue de l'optimisation de la consommation propre. Le volume exact de cette puissance doit être analysé en détail.
- Les véhicules à pile à combustible demeurent un segment de niche en Suisse, car le réseau de stations de recharge est encore insuffisant et les coûts de production de l'hydrogène sont élevés. L'efficacité climatique par rapport à des solutions alternatives, par exemple à la mobilité basée sur les batteries électriques, est dépendante de l'architecture systémique globale.
- Dans le cas des véhicules au gaz, la méthanisation de l'hydrogène permet le stockage et le transfert de l'énergie issue des sources renouvelables, car le réseau d'approvisionnement est vaste et le réseau de stations existe déjà en partie. Inconvénient par rapport à l'hydrogène: le degré d'efficacité plus faible de la chaîne de fabrication. De plus, le remplacement de l'essence et du diesel comme carburants par le gaz naturel (biogaz compris) pourrait permettre de réduire considérablement les émissions de CO₂.

5. Power-to-X: flexibilité permise par la conversion des agents énergétiques

Les procédés power-to-X sont adaptés pour équilibrer l'offre et la demande en énergie sur une période donnée pour accroître la flexibilité à court terme sur le réseau électrique via une gestion intelligente de la charge et pour remplacer les carburants et les combustibles, ainsi que les matières premières pour l'industrie.

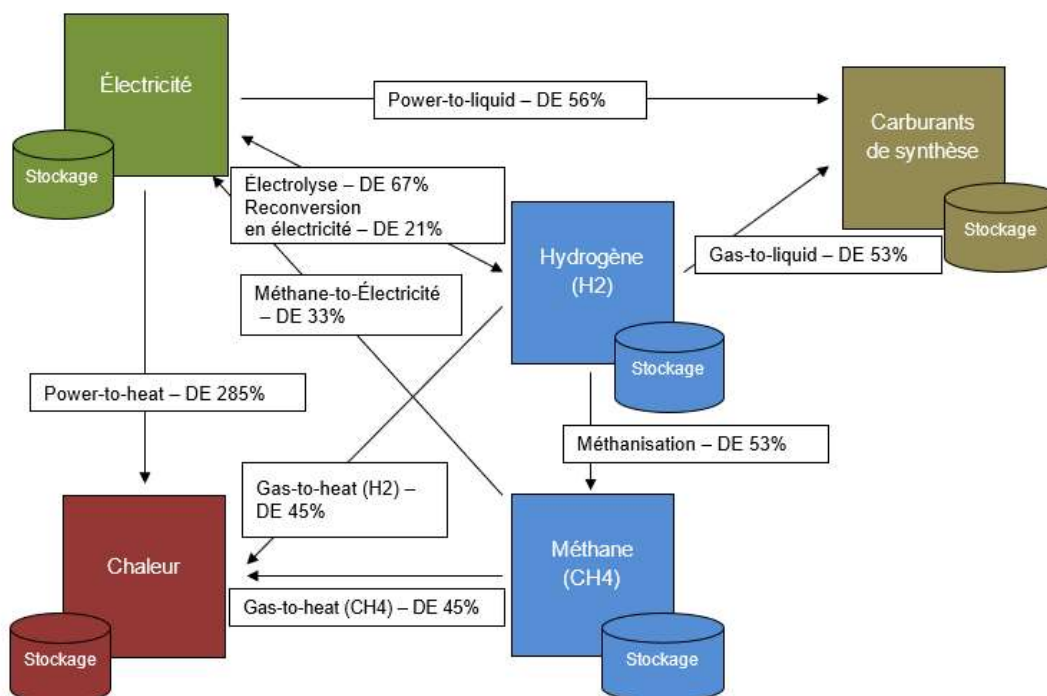


Figure 1 Vue d'ensemble des possibilités de conversion pour le couplage des secteurs avec les degrés d'efficacité correspondants (représentation réalisée par nos soins).

Il existe différentes technologies de couplage des secteurs. Certaines, comme les pompes à chaleur et les véhicules électriques, ont atteint une grande maturité technique, tandis que d'autres, comme le power-to-gas-to-power, sont pour l'heure moins abouties.

Dans le cas du *power-to-gas*, l'eau est décomposée en hydrogène et en oxygène grâce à l'électricité renouvelable. Le processus-clé est l'électrolyse. L'hydrogène s'utilise dans les secteurs de la mobilité, de l'approvisionnement en chaleur (injection directe sur le réseau de gaz naturel) et de l'industrie. Lors d'une seconde étape, on peut utiliser du CO₂ pour générer du méthane, lequel peut être injecté sans restriction sur le réseau gazier et se prêter aux mêmes usages que le gaz naturel. Une autre possibilité, toutefois moins attractive tant d'un point de vue énergétique qu'économique, réside dans la reconversion en électricité de l'hydrogène et du méthane dans des piles à combustible, des centrales à gaz, des installations CCF ou des centrales à énergie totale équipée (CETE).

Le *power-to-heat* désigne la production de chaleur au moyen de l'électricité. Il s'agit d'une possibilité d'utiliser les excédents d'électricité issus de sources renouvelables pour produire de la chaleur, c'est-à-dire de coupler les secteurs de l'électricité et de la chaleur. Cette méthode permet de réduire le recours aux agents énergétiques fossiles. Pour une plus grande flexibilité, les installations de power-to-heat peuvent être reliées à un dispositif de stockage de chaleur. La pompe à chaleur électrique est un exemple d'installation de power-to-heat. Il est considéré comme une technologie bon marché présentant un fort potentiel en matière de flexibilité.

Le *power-to-liquid* désigne divers processus techniques visant à produire des carburants liquides. La production d'essence, de diesel et de kérosène à partir d'hydrogène au moyen du procédé Fischer-Tropsch en est un exemple.

Du courant renouvelable est utilisé pour produire des matières premières chimiques au moyen du *power-to-chemical*, notamment de l'électrolyse et d'autres procédés. Le méthanol et l'ammoniaque sont des exemples de telles matières.

6. Répercussions sur le réseau électrique et les dispositifs de stockage

La décarbonisation des secteurs bâtiment et mobilité accroît la consommation annuelle de l'agent énergétique électricité, mais également sa puissance. En se basant sur l'hypothèse d'une couverture de 80% du chauffage ambiant par les pompes à chaleur et une couverture de 20% des kilomètres effectués par les véhicules électriques, l'Empa table sur les besoins électriques supplémentaires suivants:

	Énergie (TWh)	Puissance max. (GW)
Chaleur	10,0	5,5
VEB ¹⁴	3,7	0,9
Total	13,7	6,4

Tableau 1 Besoins électriques supplémentaires en cas d'électrification du secteur de la chaleur et de la mobilité (source: Rüdisüli et al., 2019)

La consommation d'énergie électrique supplémentaire conduit notamment à une accentuation du déficit de couverture saisonnier en hiver, qui rend nécessaires l'accroissement de la production et le recours à des dispositifs de stockage durant cette saison, à moins que l'énergie ne doive être importée. Si aucun dispositif de stockage hydraulique saisonnier supplémentaire ne peut être mis en place, seuls le gaz et la chaleur peuvent être envisagés comme supports de stockage. Les réseaux de gaz existants en Suisse ont un gros volume de stockage. De plus, il y a des projets de construction d'entrepôts de stockage souterrains pour le gaz naturel dans la région du Grimsel. Le stockage saisonnier de la chaleur se trouve encore au stade du développement. L'augmentation de la puissance est en outre un facteur non négligeable. Faute d'une réglementation adaptée pour une utilisation dans l'intérêt du réseau et pour l'utilisation de dispositifs de stockage intermédiaire locaux, l'infrastructure de recharge concentrée des véhicules électriques devrait notamment nécessiter le développement des stations transformatrices et du réseau de distribution basse tension.

7. Rentabilité

7.1. Du point de vue de l'exploitant

La rentabilité des technologies du couplage des secteurs dépend de différents facteurs, notamment: les coûts d'investissement, les heures d'exploitation annuelles, les coûts d'exploitation, les facteurs liés au site, le prix du CO₂, le prix de l'énergie primaire, le prix de l'électricité, les rémunérations pour l'utilisation du

¹⁴ Véhicule électrique à batterie (en anglais: *battery electric vehicle*, BEV)

réseau, ainsi que les autres impôts et taxes. La hausse des rendements due aux progrès technologiques peut faire baisser les coûts d'exploitation.

Si certaines technologies du couplage des secteurs comme les pompes à chaleur électriques sont d'ores et déjà rentables, d'autres comme le power-to-gas ne le sont pas encore. Le présent paragraphe fait la lumière sur la rentabilité du power-to-gas.

Outre les coûts d'investissement, la grande disponibilité d'électricité neutre en CO₂ et bon marché constitue un facteur important de la rentabilité des installations de power-to-gas. L'exploitation des rejets thermiques résultant de l'électrolyse accroît la rentabilité d'une installation de power-to-gas (utilisation sous forme de chaleur industrielle ou injection sur le réseau de chauffage à distance, p. ex.).

En l'état actuel de la technique des installations d'électrolyse (Capex et efficacité) et avec un dimensionnement judicieux des installations (taille, nombre d'heures d'exploitation), les coûts de revient pour l'hydrogène sont d'environ 4-7 CHF/kg¹⁵. Si, en plus, des taxes pour l'utilisation du réseau conformes aux réglementations actuelles s'ajoutent aux coûts d'électricité, les coûts de revient augmentent, selon le niveau de réseau, d'environ 1-4 CHF/kg. Si, à l'avenir, des impôts sur les carburants correspondant à l'actuel impôt sur les huiles minérales sont prélevés en plus pour l'hydrogène, les prix de l'hydrogène augmenteront encore de 7 CHF/kg. Combinés aux coûts de distribution de l'hydrogène et des stations-services de quelque 4 CHF/kg, il en résulte un prix pour le client d'environ 16 à 22 CHF/kg, taxes et impôts compris. Un véhicule particulier consomme à peu près 1 kg d'hydrogène par 100 km. Les coûts de carburant d'un véhicule particulier à pile à combustible, taxes et impôts compris, sont donc, par 100 km, de 3 à 9 CHF plus élevés qu'avec une voiture à essence comparable. Si l'on exempte l'hydrogène des taxes d'utilisation du réseau et des impôts, les coûts de carburant sont toutefois d'ores et déjà d'un niveau équivalent.

L'étude *Potenzialanalyse Power-to-Gas* de l'EMPA et du PSI établit une estimation des coûts de revient du gaz naturel synthétique/GNS (méthane) (voir Tableau).

	Pour les centrales (hors rémunération pour l'utilisation du réseau)	Pour les sources de CO ₂ (avec rémunération pour l'utilisation du réseau)
1, 2, 5 MW _{el}	34-75 ct./kWh (scénario A)	28-31 ct./kWh (scénario C)
50, 100, 500 MW _{el}	20-22 ct./kWh (scénario B)	29-31 ct./kWh (scénario D)

Tableau 2 Coûts de revient (Capex et Opex) du GNS (méthane) selon différents scénarios en fonction des sites (Teske et al. 2019)

La durée d'exploitation dans les scénarios A, B et D s'élève à 4650 heures¹⁶, ce qui correspond à l'excédent horaire net moyen du photovoltaïque sur plusieurs années dans le cadre d'une forte expansion du photovoltaïque¹⁷. Pour les installations power-to-gas mises en place directement auprès d'une source de CO₂, aucune ligne CO₂ en dehors du terrain ne doit être financée (scénarios C et D). Dans les scénarios C et D, la rémunération pour l'utilisation du réseau s'élève à 4,5 ct./kWh. Globalement, les coûts de revient du GNS sont rarement inférieurs à 20 ct./kWh. Dans la mesure où, dans la plupart des modèles commerciaux

¹⁵ Les chiffres cités dans la suite de ce paragraphe proviennent d'Alpiq.

¹⁶ Par an

¹⁷ Hypothèse pour l'expansion du photovoltaïque: 50% de l'ensemble des surfaces de toiture bien, très bien ou exceptionnellement bien adaptées, dans le cadre du projet de l'OFEN sont dotées d'équipements photovoltaïques.

réels, les coûts liés au soutirage d'électricité représentent généralement 50% des coûts de revient, on peut probablement tabler sur le fait que, dans un futur système énergétique, les installations power-to-gas seront plutôt exploitées à des tarifs très bas¹⁸.

Pour conclure, la faisabilité technique du power-to-gas est en principe assurée, mais les coûts spécifiques sont encore élevés.

7.2. Importance sur le plan de l'économie nationale

La Stratégie énergétique 2050 prévoit d'une part le développement des capacités non pilotables produisant avant tout en été, telles que le photovoltaïque, et d'autre part la diminution de l'énergie nucléaire comme production hivernale pilotable. Les fluctuations de l'injection par les sources photovoltaïque et éolienne, entre autres, doivent être compensées dans le temps et dans l'espace. La compensation à court terme, ainsi que celle entre le semestre estival et hivernal, gagneront en importance. Pour la première fois, les technologies nécessaires sont déjà éprouvées et également disponibles en Suisse. Pour le report saisonnier, seules les installations power-to-gas sont actuellement envisageables en plus des centrales hydroélectriques à accumulation. Cependant, l'exploitation de ces installations est à peine rentable à ce jour, et leur degré d'efficacité est très bas. Pour cette raison, il faut produire en été plus de trois fois plus d'énergie que le volume nécessaire en hiver. Le stockage du gaz en grandes quantités est en outre impossible en Suisse actuellement.

8. Contribution du couplage des secteurs à la SE 2050

Le couplage des secteurs est un élément important pour soutenir les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 et pour œuvrer en faveur de ceux de l'Accord de Paris.

8.1. Décarbonisation

Les instituts de recherche Empa et PSI ont réalisé sur mandat de la Confédération une analyse de potentiel du power-to-gas en Suisse et confirment l'ordre de grandeur des calculs de la Confédération¹⁹ relatifs aux excédents d'énergie. Ce calcul a permis de conclure à un excédent d'électricité annuel moyen de 10,8 milliards de kWh au total, dont 10,4 milliards kWh pour le seul été²⁰. Avec le power-to-gas, une partie de cet excédent peut être utilisée dans les secteurs de l'industrie, du bâtiment et des transports et contribuer à leur décarbonisation. Les véhicules électriques fonctionnant sur batterie et les pompes à chaleur électriques en particulier constituent des utilisations efficaces qui contribuent à la réduction des émissions.

8.2. Transfert saisonnier

En Suisse, un déséquilibre croissant entre la production et la consommation d'électricité, tant en été (excédent) qu'en hiver (pénurie) se profile dans l'avenir. Le transfert saisonnier de l'énergie revêtira donc une importance croissante. Le gaz se stocke assez facilement sur de longues périodes. Le power-to-gas peut, grâce à la conversion d'électricité en gaz, contribuer au transfert énergétique saisonnier, dans la mesure où la question du stockage et de la rentabilité est résolue, afin que les investissements nécessaires dans l'infrastructure soient réalisés.

¹⁸ (Teske et al. 2019)

¹⁹ (Prognos, 2012)

²⁰ (Teske et al. 2019)

Notons ici que le power-to-gas est une option de flexibilité saisonnière parmi de nombreuses autres. Il existe aussi le négoce d'électricité (importations/exportations), les producteurs flexibles (centrales au gaz naturel, p. ex.) ou encore l'adaptation de la demande énergétique (technologies hybrides, p. ex.). Il convient également de combiner ces options pour garantir le transfert saisonnier de l'énergie.

9. Régulation des secteurs couplés

Des conditions-cadre très différentes s'appliquent dans les divers secteurs, selon l'évolution historique.

La branche de l'électricité est régulée en détail à l'échelle de la Confédération. La régulation inclut notamment des réglementations relatives à l'accès au réseau, à la tarification du réseau et, partant, à la prise en charge des coûts, à l'obligation de raccordement au réseau et à l'affectation à une zone de desserte (délégation aux cantons).

Dans le secteur du gaz, les conditions d'accès au réseau entre l'industrie du gaz et les grands clients industriels sont basées sur une disposition très générale de la Loi sur les installations de transport par conduites (LITC) et une convention collective de 2012. La Confédération prévoit cependant, aussi dans le domaine du gaz, une réglementation à l'échelle fédérale, dans le cadre de la Loi sur l'approvisionnement en gaz. Celle-ci devrait entrer en phase de consultation d'ici fin 2019 et réglementer l'accès au réseau, la prise en charge des coûts du réseau, le modèle d'utilisation du réseau et la séparation selon les activités, entre autres. Le segment des consommateurs finaux avec accès au réseau devrait ainsi s'accroître.

Dans le domaine de la chaleur, le modèle de prescriptions énergétiques des cantons dans le domaine énergétique (MoPEC) s'applique, en plus des prescriptions au niveau communal. Les structures décentralisées de la production, de la consommation et de l'infrastructure réseau de la chaleur sont réglementées à l'échelle communale et représentent un véritable défi pour le couplage des secteurs.

Les impôts, les taxes et les redevances peuvent influencer le recours aux différents agents énergétiques et secteurs. La taxation du CO₂ constitue un facteur régulateur pertinent dans les différents secteurs, en Suisse et à l'étranger. La Loi sur le CO₂ est en cours de révision en Suisse. Jusqu'à présent, seuls les combustibles étaient soumis à une véritable taxe sur le CO₂ (marché de la chaleur). L'électricité importée issue de sources d'énergie primaire fossiles est soumise au système européen des certificats de CO₂ (secteur de l'électricité).

10. Annexe

10.1. Types de propulsion et consommation énergétique des véhicules particuliers

Un véhicule particulier fonctionnant grâce à une batterie électrique consomme environ 0,2 kWh d'électricité par kilomètre. Comparativement, les voitures particulières nouvellement immatriculées en 2017 présentent une consommation normalisée de 5,9 l d'essence²¹ tous les 100 km, soit 0,55 kWh/km. Rapportés à l'énergie de propulsion, les véhicules électriques sont donc deux fois plus efficaces que ceux dotés d'un moteur à combustion, car leurs pertes sont moindres («tank-to-wheel»). Les 4,6 millions de véhicules particuliers immatriculés en Suisse parcourent environ 51 milliards de kilomètres par an. Pour une part de véhicules électriques de 10% par rapport à l'ensemble de la flotte, cela correspond aujourd'hui à environ 1,3 TWh d'énergie électrique nécessaire en plus par an, soit environ 2,2% de la consommation d'électricité domestique, les véhicules particuliers représentant près de 1 TWh.

Un véhicule particulier fonctionnant au gaz naturel consomme environ 4 kg de gaz naturel²² tous les 100 km, l'efficacité globale étant similaire à celle d'un véhicule particulier équipé d'un moteur à combustion traditionnel.

Un véhicule particulier équipé d'un moteur à pile à combustible²³ consomme 1,2 kg d'hydrogène²⁴ tous les 100 km, ce qui correspond à environ 0,47 kWh/km, l'efficacité énergétique de ce type de propulsion étant comparable à celle du moteur à combustion (pertes masquées par la production d'hydrogène).

Les 4,6 millions de véhicules particuliers immatriculés en Suisse effectuent chaque année environ 51 milliards de kilomètres. Cela correspond à une distance quotidienne moyenne d'environ 30 km par véhicule particulier. Avec un moteur électrique, cette distance représente, pour 0,2 kWh/km, environ 6 kWh par véhicule et par jour. Pour une puissance de charge moyenne supposée de 10 kW, cela correspond, pour 460 000 véhicules (10% de la flotte de véhicules particuliers), à une puissance de 4,6 GW. Cependant, il est probable que tous les véhicules ne soient pas chargés en même temps. Si on table sur 50% d'entre eux en recharge simultanément le soir, le pic cumulé à prendre en compte s'élève malgré tout à environ 2,3 GW.

10.2. Les véhicules électriques comme dispositifs de stockage

Théoriquement, les batteries des véhicules électriques peuvent aussi être utilisées comme dispositifs de stockage bidirectionnels. Il faut toutefois noter que, dans les véhicules et infrastructures de charge actuels, cela n'est généralement pas prévu d'un point de vue technique, et donc impossible. D'un point de vue purement théorique, en cas de forte pénétration des véhicules électriques à batterie, des capacités et des puissances de stockage relativement importantes pourraient être mises à disposition pour les applications les plus diverses. Les véhicules particuliers entièrement électriques disposent généralement d'une capacité de stockage d'environ 40 kWh. Ces dispositifs de stockage peuvent être utilisés comme suit:

- En groupe pour l'optimisation des charges de réseau ou des services-système
- Individuellement pour l'optimisation de la consommation propre

Les 10% de véhicules électriques compris dans la flotte actuelle de véhicules particuliers (4,6 millions) représenteraient une capacité de stockage brute d'environ 18,4 GWh. Parmi eux, seuls les dispositifs de

²¹ Teneur énergétique de l'essence: 8,4 kWh / l

²² 12,87 kWh / kg, source: gazenergie.ch

²³ ADAC Test Hyundai Nexa, 29.10.2018

²⁴ 39,4 kWh/kg

stockage raccordés au réseau sont à disposition, soit 20% des véhicules selon les estimations (environ 100 000). Si l'on part de l'hypothèse que 20% de la capacité peut être utilisée sans limiter les utilisateurs dans leur mobilité, alors cela correspond à une capacité de stockage d'environ 800 MWh. En tablant pour chaque foyer sur 5 kWh de la production photovoltaïque diurne devant être reportés la nuit, cela suffit pour optimiser la consommation propre de 160 000 foyers.

Le véhicule peut ainsi être chargé à midi sur le lieu de travail et l'énergie peut être réinjectée le soir au sein d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre.

Si l'on estime une puissance disponible moyenne de 10 kW grâce au couplage au réseau et qu'on la multiplie par les 100 000 véhicules, on obtient une puissance disponible maximale à court terme d'environ 1 GW, ce qui correspond à peu près à la puissance de la centrale de pompage-turbinage de Linth-Limmern ou de Nant de Drance.

11. Sources

- Eberhard. (2016). *Die grosse Zeit von Power-to-Gas kommt noch. Entretien*. 30.11.2016. Haustech.
- EBP. (2018). *Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz - Update 2018*. EBP Grundlagen. .
- Eicher+Pauli. (2016). *Power-to-Gas und weitere Möglichkeiten zur Speicherung von Energie im Kanton Schaffhausen*. .
- EMPA. (2019). *Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System*.
- EnDK. (2014). *Energieverbrauch von Gebäuden, Fact-Sheet*. Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie.
- OFEN. (2017a). *Statistique de l'électricité*.
- OFEN. (2017b). *Statistique globale de l'énergie*.
- OFEN. (2018). *Stratégie énergétique 2050 - Rapport de monitoring 2018*.
- Prognos. (2012). *Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050*.
- Rüdisüli, M., Teske, S. L., & Elber, U. (2019). *Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System*. EMPA. .
- SECO. (2019). *Données relatives à la situation économique, Secrétariat d'État à l'économie SECO*.
- Teske, S. L., Rüdisüli, M., Bach, C., & Schildhauer, T. J. (2019). *Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz. Rapport. Empa (Dübendorf) & Paul Scherrer Institut (Villigen PSI), 2019*.

12. Documents de l'AES en lien avec le sujet

- DT Électromobilité
- DT Dispositifs de stockage
- DT Flexibilité
- DT Power-to-gas

Renseignements

Secrétariat technique de la commission Économie énergétique

Téléphone: 062 825 25 33

E-mail: info@electricite.ch

Association des entreprises électriques suisses

Hintere Bahnhofstrasse 10, 5000 Aarau, www.electricite.ch